ESTIMATES

Northern Pipeline Agency

Performance Report

For the period ending
March 31, 2004

Canada

The Estimates Documents

Each year, the government prepares Estimates in support of its request to Parliament for authority to spend public monies. This request is formalized through the tabling of appropriation bills in Parliament.

The Estimates of the Government of Canada are structured in several parts. Beginning with an overview of total government spending in Part I, the documents become increasingly more specific. Part II outlines spending according to departments, agencies and programs and contains the proposed wording of the conditions governing spending which Parliament will be asked to approve.

The *Report on Plans and Priorities* provides additional detail on each department and its programs primarily in terms of more strategically oriented planning and results information with a focus on outcomes.

The *Departmental Performance Report* provides a focus on results-based accountability by reporting on accomplishments achieved against the performance expectations and results commitments as set out in the spring *Report on Plans and Priorities*.

The Estimates, along with the Minister of Finance's Budget, reflect the government's annual budget planning and resource allocation priorities. In combination with the subsequent reporting of financial results in the Public Accounts and of accomplishments achieved in Departmental Performance Reports, this material helps Parliament hold the government to account for the allocation and management of funds.

©Minister of Public Works and Government Services Canada — 2004

This document is available in multiple formats upon request.

This document is available on the TBS Web site at the following address: www.tbs-sct.gc.ca.

Available in Canada through your local bookseller or by mail from
Canadian Government Publishing — PWGSC
Ottawa, Canada K1A 0S9

Catalogue No. BT31-4/56-2004
ISBN 0-660-62661-6

Foreword

In the spring of 2000, the President of the Treasury Board tabled in Parliament the document "Results for Canadians: A Management Framework for the Government of Canada". This document sets a clear agenda for improving and modernising management practices in federal departments and agencies.

Four key management commitments form the basis for this vision of how the Government will deliver their services and benefits to Canadians. In this vision, departments and agencies recognise that they exist to serve Canadians and that a "citizen focus" shapes all activities, programs and services. This vision commits the Government of Canada to manage its business by the highest public service values. Responsible spending means spending wisely on the things that matter to Canadians. And finally, this vision sets a clear focus on results – the impact and effects of programs.

Departmental performance reports play a key role in the cycle of planning, monitoring, evaluating, and reporting results to Parliament and citizens on behalf of ministers. Departments and agencies are encouraged to prepare their reports following principles for effective performance reporting (provided in the *Guide to Preparing the 2004 Departmental Performance Report*: http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/03-04/guidance/table-of-contents_e.asp). Based on these principles, an effective report provides a coherent and balanced picture of performance that is brief and to the point. It focuses on outcomes - benefits to Canadians and Canadian society - and describes the contribution the organisation has made toward those outcomes. It sets the department's performance in context, associates performance with earlier commitments, explains any changes, and discusses risks and challenges faced by the organisation in delivering on these commitments. Achievements realised in partnership with other governmental and non-governmental organisations are also discussed. Supporting the need for responsible spending, it links resources to results. Finally, the report is credible because it substantiates the performance information with appropriate methodologies and relevant data.

In performance reports, departments and agencies strive to respond to the ongoing and evolving information needs of parliamentarians and Canadians. The input of parliamentarians and other readers can do much to improve these reports over time. The reader is encouraged to assess the performance reports of organisations according to the established principles, and provide comments to departments and agencies to help them improve in their next planning and reporting cycle.

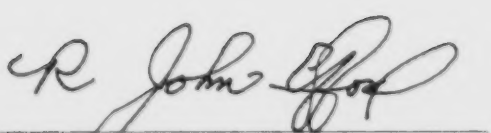
This report is accessible from the Treasury Board of Canada Secretariat Internet site:
http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/dpre.asp

Comments or questions can be directed to:
Results-based Management Directorate
Treasury Board of Canada Secretariat
L'Esplanade Laurier
Ottawa, Ontario K1A OR5
OR at: rma-mrr@tbs-sct.gc.ca

Northern Pipeline Agency

Performance Report

For the period ending
31 March 2004



The Honorable R. John Efford, P.C., M.P.
Minister responsible for the
Northern Pipeline Agency

Table of Contents

Section I: Commissioner's Message 1

Section II: Agency Context 3
2.1 Agency Overview 3
2.1.1 Mandate and Mission 3
2.1.2 Strategic Outcome 4
2.2 Societal Context 5
2.2.1 External Factors 5
2.3 Challenges 5

Section III: Performance Discussion 6
3.1 Outcome Performance 6
3.2 Financial Performance 6
3.2.1 Overview 6
Resources Used – Table 7
3.2.2 Fixed and Variable Costs 7
3.2.3 Cost Recovery 7
Cost Recovery - Table 2 8

Appendix A: Financial Tables 9
Table 1: Summary of Voted Appropriations 9
Table 2: Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending 10
Table 3: Historical Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending 11
Table 4: Non-respendable Revenues 11
Table 5: External Charging Information for NPA 12

Appendix B: Organization 14
Figure 3: Organization Chart Northern Pipeline Agency 14

Appendix C: History/Chronology 15
Figure 1: The Alaska Natural Gas Transportation System 17
Figure 2: The Foothills Prebuild 17

Appendix D: Other Information 18
A. Contacts for Further Information 18
B. Legislation and Associated Regulations Administered Acts 18
C. Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions (1980-1981) 18

105-01167/

Section I: Commissioner's Message

It is my pleasure to present the *Performance Report* for the Northern Pipeline Agency.

The Northern Pipeline Agency (the Agency) was created by the *Northern Pipeline Act* (the *Act)* in 1978 to oversee the planning and construction by Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline Project (Pipeline), also referred to as the Alaska Natural Gas Transportation System. The Pipeline was certificated in 1978 and is intended to transport Alaskan and possibly Northern Canadian natural gas to southern markets in Canada and the United States.

The portion of the Pipeline south of Caroline, Alberta (Phase I), was constructed in the early 1980's and presently transports Canadian gas sourced primarily from south of the 60th parallel. Unfavourable economic conditions led to indefinite delays in the completion of the northern portion of the Pipeline (Phase II), and consequently, the Agency's activities in the 1990's were limited to overseeing the expansion of the southern portion of the Pipeline.

Recently, perception of a growing North American market for natural gas, combined with concerns about limitations on supply from traditional sources, and strong natural gas prices has resulted in renewed interest in the Pipeline as an option for bringing northern gas to market. In response, the Agency has taken measures to address the commitments of the government of Canada that are embodied in the *Act* and legislative changes that have occurred since the Pipeline was certificated.

Management Representation Statement

I submit, for tabling in Parliament, the 2003-04 Departmental Performance Report (DPR) for the

NORTHERN PIPELINE AGENCY

This document has been prepared based on the reporting principles and other requirements in the *2003-04 Departmental Performance Reports Preparation Guide* and represents, to the best of my knowledge, a comprehensive, balanced, and transparent picture of the organization's performance for fiscal year 2003-04.

Name: Krishna Sahay
for George Anderson

Title: Commissioner

Date: Sept 7, 2004

Section II: Agency Context

2.1 Agency Overview

2.1.1 Mandate and Mission

In 1977, following extensive regulatory hearings in both countries, the Governments of Canada and the United States executed an *Agreement on Principles Applicable to a Northern Natural Gas Pipeline*. This agreement provided a framework for the construction and operation of the Alaska Highway Gas Pipeline Project.

In 1978, Parliament enacted the *Northern Pipeline Act* to:

- give effect to the agreement; and
- establish the Northern Pipeline Agency to oversee the planning and construction of the Canadian portion of the project by Foothills.

Implementing legislation was also passed by the United States in the form of the *Alaska Natural Gas Transportation Act*.

Prior to the commencement of construction of any particular section of the Pipeline, Foothills is required to obtain a series of specific approvals from the Agency pursuant to the *Act* and the terms and conditions specified under the *Act*. These approvals relate to socio-economic and environmental factors, routing issues, technical design, and other matters such as demonstration of financing. Approval authority rests with the Agency's Commissioner and Designated Officer, the latter being a member of the National Energy Board (the Board). In some cases, approval from the Board is also necessary.

The Agency also monitors the actual construction by Foothills for compliance with its various undertakings and for sound environmental and engineering practices.

2.1.2 Strategic Outcome

The Agency has one strategic outcome as listed below. The Agency will cease to exist one year after the date on which leave to open the last section or part of the Pipeline is given by the Board. The operation of the Pipeline is regulated by the Board pursuant to the *National Energy Board Act*.

Strategic Outcome:

Facilitate the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline Project while maximizing social and economic benefits and minimizing adverse social and environmental effects.

Key Partners:

Agency demands were primarily managed through an arrangement the Agency has with the Board for financial, administrative and technical advice in areas of pipeline safety and engineering, environmental protection, and socio economic matters. Indian and Northern Affairs Canada monitored the easement agreement as discussed in Section 3.2. The Agency also worked closely with other federal departments, primarily Natural Resources Canada and Justice Canada.

Key Targets and Overall Results:

The objectives of the *Act*, establishing the Agency and certifying the Pipeline, are to:

- carry out and give effect to the 1977 agreement between Canada and the United States underpinning the project;
- carry out, through the Agency, federal responsibilities in relation to the Pipeline;
- facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Pipeline;
- facilitate consultation and co-ordination with the governments of the provinces and territories traversed by the Pipeline;
- maximize the social and economic benefits of the pipeline while minimizing any adverse social and environmental impacts; and
- advance national economic and energy interests and to maximize related industrial benefits by ensuring the highest possible degree of Canadian participation.

As discussed in Section III work during this reporting period was limited to planning and management of the Agency due to a lack of activity by the company, which the Agency regulates.

Program, resources and results linkages:

The Agency had no active programs or initiatives related to the strategic outcome during the reporting period. The Agency engaged one employee during the reporting period whose responsibilities were to respond to questions in respect of the *Act* stemming from renewed interest in the Pipeline and to ensure Agency preparedness in the event of a decision to continue with the Pipeline.

Management Practices:

The Agency relies on the management practices implemented by the Board, www.neb-one.gc.ca as well as administrative arrangements to maximize efficiencies in respect of financial management and reporting requirements.

2.2 Societal Context

2.2.1 External Factors

Perception of a growing North American market for natural gas, combined with concerns about limitations on supply from traditional sources, and strong natural gas prices, has resulted in strong interest in the Pipeline as an option for bringing northern gas to market. Before the construction of the pipeline can begin the NPA is responsible for ensuring that the regulatory system in Canada is in a state of readiness to respond to any request from Foothills Pipe Lines Ltd. to resuscitate the pipeline project. Before taking any decision to proceed with construction under the NPA, Foothills Pipe Lines Ltd. Will need to resolve a number of commercial issues. Developments in U.S. energy policy, as reflected in the Energy Bill being debated in the U. S. Congress could also influence the timing of Foothills decision to proceed with pipeline construction.

2.3 Challenges

During 2003-2004 the primary challenge for the Agency was to make progress on ensuring a state of readiness in an environment of uncertainty. In the absence of Foothills initiating an action or formal request of the Agency, responses to questions as to how Phase II of the Pipeline would be regulated after a 20-year hiatus were largely speculative. The difficulty in addressing these was compounded during the reporting period by the need to utilize the limited resources of the Agency to maintain and increase awareness of obligations under the *Act*.

The longer-term challenge for the Agency is to be in a position to regulate pipeline construction effectively once industry decides to proceed with Phase II of the Pipeline.

Section III: Performance

In light of the low level of activity in the Agency there are no specific RPP commitments or parliamentary committee recommendations to be implemented.

On December 12, 2003 responsibility for the Agency was transferred from the Minister for Foreign Affairs and International Trade to the Minister of Natural Resources Canada. The Deputy Minister of Natural Resources Canada was appointed Commissioner.

3.1 Output Performance

In working toward realization of its strategic outcome, the Agency's principal task for the 2003-2004 fiscal year was to maintain preparedness to respond to regulatory filings by Foothills and to make sure that the *Act* is properly administered. With the renewed interest in northern pipelines the Agency was called on to provide information in the event that the balance of the Pipeline (Phase II) proceeded, including an examination of the commitments of the government of Canada that are embodied in the *Act* and legislative changes that have occurred since the Pipeline was certificated.

The agreements that are currently in place with the Board and other government departments continued to facilitate efficiencies in the administration of the *Act*. An easement agreement exists among the Yukon Territory Government, the Agency, and Indian and Northern Affairs Canada (INAC) to facilitate the collection of an easement fee related to land access rights on Indian Reserves and Crown land granted to Foothills for the Pipeline. The Agency collected the annual fee of $30,400 on behalf of INAC and redistributed an appropriate share to the Yukon Territory Government. These transactions are excluded from the calculations of recoverable costs mentioned in Section 3.3: Financial Performance.

3.2 Financial Performance

3.2.1 Overview

In 2003- 2004 the Agency had spending authority of $1,355,000. The spending authority was established in anticipation of a significant increase in the work of the Agency to support a high level of planning and construction activity of the Pipeline. All costs incurred are fully recovered from Foothills through a cost recovery mechanism administered by the Board. The company is in the process of resolving its commercial issues and has requested that the NPA clarify regulatory framework so that it may proceed quickly once commercial issues have been clarified. Foothills Pipe Lines Ltd. has not yet formally indicated its intention to act on its existing certificates and the Agency's expenditures fell far short of expectations.

Resources Used – Table 1

Northern Pipeline Agency	
Planned Spending	$1,355,000
Total Authorities	$1,355,000
2003-2004 Actual	$203,000

Each year the Agency's operating budget includes contingencies to mitigate any requirement to return to Parliament for increased funding in the event activity occurs related to either the existing portion of the Pipeline or construction of the balance of the Pipeline. Agency operating expenditures are kept to a minimum unless Foothills initiates some action or formal request of the Agency, in which case operating expenditures may increase proportionately. As reported in the 2003-2004 Estimates, an allotment was obtained for the second half of 2003-2004 to retain additional staff in response to an anticipated increase in activity by Foothills. This increase in activity did not occur and as a result these funds were not required and were not fully released.

3.2.2 Fixed and Variable Costs

The Agency's operating budget is comprised of fixed and variable cost elements.

Fixed costs relate to salaries for the NPA staff, the administration of the Leasehold Agreement by INAC and the office accommodations and area for information archives managed by Public Works and Government Services Canada. The appointment of an Administrator and the Agency's increased activity in 2003-2004 to address questions related to the resumption of the project resulted in a higher level of expenditures than in previous years.

As a consequence of the changes in the fixed cost portion, the variable costs of the Agency which relate to costs of service provided by the Board increased slightly. The Board's cost of technical advice and administrative services can vary substantially depending upon the timing and magnitude of Foothills' activities.

3.2.3 Cost Recovery

Agency expenditures related to the administration of the *Act* are fully recoverable, including those costs related to services provided by other government departments and the Board.

In accordance with Section 29(1) of the *Act*, the Agency recovers 100% of its costs based on the Board's *Cost Recovery Regulations*. Cost recovery is based on an estimate and adjusted in future years upon completion of an audit of the actual costs. Foothills is responsible for full cost recovery based on quarterly billings from the Board on behalf of the Agency. Details of cost recovery and the respective adjustments can be found in Table 2.

Cost Recovery - Table 2

Historical Comparison of NPA Cost Recovery

($ thousands)

	2001	2002	2003	2004	2005
Estimated recoverable costs[2]	259	414	633	1,031	1,021
Actual recoverable costs	(221)	(355)	(251)[1]	-	-
Adjustment in future year	38	59	382	0	0
Estimated recoverable costs	259	414	633	1,031	1,021
Adjustment for prior year	(59)	(119)	(38)	(59)	(382)
Total Cost Recovery	200	295	595	972	639

(1) Based on information available as of 31 July 2004. The *Northern Pipeline Act* stipulates that an audit be performed annually by the Auditor General of Canada. Information is not available until the completion of the audits for the corresponding calendar year.

(2) a. Cost Recovery – Table 2 is calculated on a calendar year basis.

b. Estimated recoverable costs are determined in accordance with section 6 of the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*.

Appendix A: Financial Tables

The following list and Financial Tables represent an overview of the Northern Pipeline Agency's 2002-2003 financial performance.

Table 1 - Summary of Voted Appropriations

Table 2 - Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Table 3 - Historical Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Table 4 - Non-respendable Revenues

Table 5 - External Charging for NPA

Table 1
Summary of Voted Appropriations

Financial Requirements by Authority
(S thousands)

		2003 – 2004			
Vote	**Northern Pipeline Agency**	**Main Estimates**	**Planned Spending**	**Total Authorities**	**Actual Spending**
55	Operating Expenditures	1,252	1,252	1,252	188
S	Contribution to Employee Benefit Plans	103	103	103	15
	Total NPA	1,355	1,355	1,355	203

Table 2
Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Agency Planned versus Actual Spending
($ thousands)

Northern Pipeline Agency	2003 – 2004 Main Estimates	Planned Spending	Total Authorities	Actual Spending
FTEs	6.0	6.0	6.0	1.5
Operating	1,355	1,355	1,355	203
Capital	-	-	-	-
Voted Grants and Contributions	-	-	-	-
Total Gross Expenditures	1,355	1,355	1,355	203
Less: Respendable Revenues	-	-	-	-
Total Net Expenditures	1,355	1,355	1,355	203
Other Revenues & Expenditures				
Non Respendable Revenues	(1,355)	(1,379)	(1,379)	(654)
Cost of Services provided by Other Departments[2]	-	24	24	24
Net Cost of Program	-	-	-	(427)[3]

[2] Cost of services provided by National Energy Board is included in the Agency's Actual Operating Spending.
[3] Refer to Section 3.3.1.

Table 3
Historical Comparison of Total Planned Spending to Actual Spending

Agency Planned Spending versus Actual Spending

($ thousands)

			2003-2004			
	Actual 2001-2002	Actual 2002-2003	Main Estimates	Planned Spending	Total Authorities	Actual
Northern Pipeline Agency	256	312	1,355	1,355	1,355	203
Total	256	312	1,355	1,355	1,355	203

Table 4
Non-respendable Revenues

Non-respendable Revenues

($ thousands)

			2003-2004		
	Actual 2001-2002	Actual 2002-2003	Planned Revenues	Total Authorities	Actual
Northern Pipeline Agency	217	589	1,379	1,379	654
Unplanned	-	-	-	-	-
Total Non-respendable Revenues	217	589	1,379	1,379	654
Total Revenues	217	589	1,379	1,379	654

Table 5
DPR 2004 - External Charging Information for NPA

Regulation of Construction of the Alaska Highway Gas Pipeline	The Northern Pipeline Agency (NPA) regulates the planning and construction of the Canadian portion of the Alaska Highway Gas Pipeline.	
Fee Type	Regulatory	
Fee Setting Authority (e.g. Legislative, Regulatory)	The NPA External Charging is in accordance with section 29 of the *Northern Pipeline Act* and section 24.1 of the *National Energy Board Act* and the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*.	
Date Last Modified[B]	See section B below for fees amended in fiscal year 2003-04.	November 6, 2002
2003-2004		
Forecast Revenue ($000)	Regulatory	$1,379.0
Actual Revenue ($000)	Regulatory	$ 654.0
Estimated Full Cost ($000)	Regulatory a) NPA costs to provide service = $ 203.0 b) Other Departments' costs = 24.0	$ 227.0
Service Standard	The construction of Phase II of the Alaska Highway Gas Pipeline has been put on hold due to adverse market conditions. The NPA has shrunk to a skeleton organization but in a state of readiness in the event Phase II of the Pipeline project is reactivated. There are no formally developed measurable service standards at this time.	
Performance Results	Please refer to notes regarding Service Standards.	

Planning Years		
Fiscal Year	2004-05 2005-06 2006-07	
Forecast Revenue **($000)**	Sub-Total (04-05) Sub-Total (05-06) Sub-Total (06-07) Total	807.7 584.9 386.6 1,779.2
Estimated Full Cost **($000)**	Sub-Total (04-05) Sub-Total (05-06) Sub-Total (06-07) Total	807.7 584.9 386.6 1,779.2

B: Date Last Modified

The NPA cost recovery is determined in accordance with section 24.1 of the *National Energy Board (NEB) Act.* Although amendments were made to *the NEB Cost Recovery Regulations (the Regulations)* on November 6, 2002, they do not affect the calculation of the NPA cost recovery charges.

C: Other Information:

1) Cost Recovery and Revenue Accrual:

In accordance with Section 29 of the *Northern Pipeline Act* and with the *National Energy Board Cost Recovery Regulations*, the Agency is required to recover all its annual operating costs from the companies holding certificates of public convenience and necessity issued by the Agency. Currently, Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) is the sole holder of such certificates. The NPA corresponds with Foothills regularly on the level of and expected activities of the Agency including its operating costs.

Program appropriation for each planning year is presented on a fiscal year basis while cost recovery charges, according to *the Regulations*, are calculated on a calendar year basis and billed quarterly. In addition, Forecast Revenue figures are presented on an accrual basis. As a result, the Program appropriation and the Forecast Revenue amounts do not reconcile although the NPA recovers 100% of its operating costs.

2) Dispute Management:

Due to the current level of activities, a Dispute Management policy, a pre-requisite for the implementation of the External Charging Policy, has not been developed. However, frequent consultation with Foothills on changes to activities and the associated costs precludes disputes affecting cost recovery. A Dispute Management policy will be developed to support increased operational requirements.

Appendix B: Organization

The Northern Pipeline Agency has been designated as a Department for the purposes of the *Financial Administration Act*. The Agency reports to Parliament through the Minister for International Trade who is responsible for the management and direction of the Agency. The Agency has two senior officers, namely a Commissioner and an Administrator. The Commissioner of the Agency, currently the Deputy Minister for International Trade, is appointed by the Governor in Council. A new Administrator was appointed by the Governor in Council during the reporting period. The Administrator subsequently resigned and the position was vacant at the close of the reporting period.

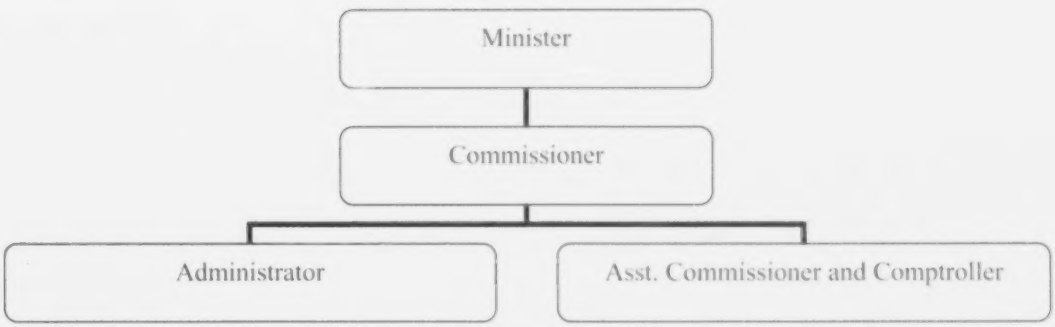
Given the continued low level of Agency activity, arrangements are in place whereby the Agency relies largely on the National Energy Board for administrative and technical assistance. This assistance is provided on a cost-recoverable basis. In addition, Natural Resources Canada provides policy advice to the Agency. The Agency has one full-time staff at this juncture.

To further assist the Minister responsible for the Agency in carrying out the Agency's mandate, there is provision for two federally appointed advisory councils. The Councils consist of Aboriginal, business and other interested parties representing communities in Northern British Columbia and the Yukon Territory. Membership in these Councils has lapsed over the years in view of the dormant state of Phase II of this project.

As a Separate Employer, the Agency conforms closely with the principles of personnel administration that apply in the Public Service of Canada and has developed various systems to implement policy appropriate to the Agency's operating requirements.

Figure 3 provides a schematic of the reporting relationships of the key officers of the Agency.

Figure 3: Organization Chart
Northern Pipeline
Agency



Appendix C: History/Chronology

The Agency's activities are dictated by the timing and pace of the construction of the Pipeline. The following provides a brief description and chronology of the Pipeline.

The project is the largest proposed pipeline in North America, encompassing approximately 7 700 kilometres (4,800 miles) of large-diameter mainline pipe, about 42 percent of which would be located in Canada. The route for the project in Canada and the United Sates is depicted in Figure 1. Once in full operation, the Pipeline would be capable of initially transporting 68 million cubic meters (2.4 billion cubic feet) per day of Alaskan gas, and the system could be expanded to transport additional volumes subject to regulatory approval. The system, as designed, could also accommodate the receipt and onward delivery of 34 million cubic meters (1.2 billion cubic feet) per day of northern Canadian gas via a connecting pipeline from the Mackenzie Delta/Beaufort Sea region.

As far back as 1977, the concept of prebuilding the southern portions of the Pipeline was identified as a benefit of the project, providing Canadian natural gas producers with additional export opportunities and supplying U.S. consumers with much-needed gas. This Prebuild, which constituted Phase I of the Pipeline, included a Western leg to transport Canadian gas to markets in California and the Pacific Northwest and an Eastern leg to serve primarily the U.S. Midwest market. At the same time it was contemplated that Phase II of the Pipeline, consisting of the northern portions and the remaining sections to be constructed in southern Canada and the lower 48 regions, would follow in the near term.

The construction of the Prebuild went ahead as planned and Canadian gas started flowing through the system for export in the 1981-1982 time frame. The Agency's activity level reached its peak during the construction of the Prebuild, with a corresponding staff complement of over 100 employees.

In 1982, at about the same time the Prebuild was completed, adverse market conditions led the sponsors of the Pipeline to put a hold on Phase II. The adverse market conditions were a result of:

- a decline in demand for natural gas due to economic recession and energy conservation measures;
- an increase in U.S. supply in response to higher wellhead prices; and
- escalating forecast costs of construction due to inflation and rising interest rates.

It was originally anticipated that the completion of the project would be delayed by only about two years, however, Phase II of the Pipeline remains on hold to this day. In response, the Agency shrank to a skeleton organization in the mid-1980's. Arrangements are in place whereby the Agency relies largely on the Board for administrative and technical assistance and on Natural Resources Canada for policy advice.

There have been five expansions completed since 1988, all of which were designed to either increase system capacity or enhance system reliability. The most significant of these expansion projects involved (i) the addition of two new compressor stations on the Eastern leg in Alberta and of an additional compressor station and a further compressor unit in Saskatchewan, (ii) the completion of the Western leg mainline in southeastern British Columbia, and (iii) a further expansion of the Eastern leg in 1998.

The flow capacity of the Prebuild continues to approach the 102 million cubic meters (3.6 billion cubic feet) per day rate provided for in the underlying agreement between Canada and the U.S. The fifth and latest expansion of the Prebuild, which came into service in 1998, raised its capacity to about 94 million cubic meters (3.3 billion cubic feet) per day.

On behalf of the Government of Canada, the Agency coordinates implementation of the agreement reached with the United States in 1980 respecting the procurement of certain designated items such as compressors and large-diameter line pipe, valves, and fittings for the construction of the Pipeline. This agreement provides that both Canadian and American suppliers be afforded the opportunity to bid on a generally competitive basis. Canada suspended implementation of the agreement for the latest Foothills expansion due to the lack of U.S. reciprocity.

Figure 1:
The Alaska Natural Gas Transportation System

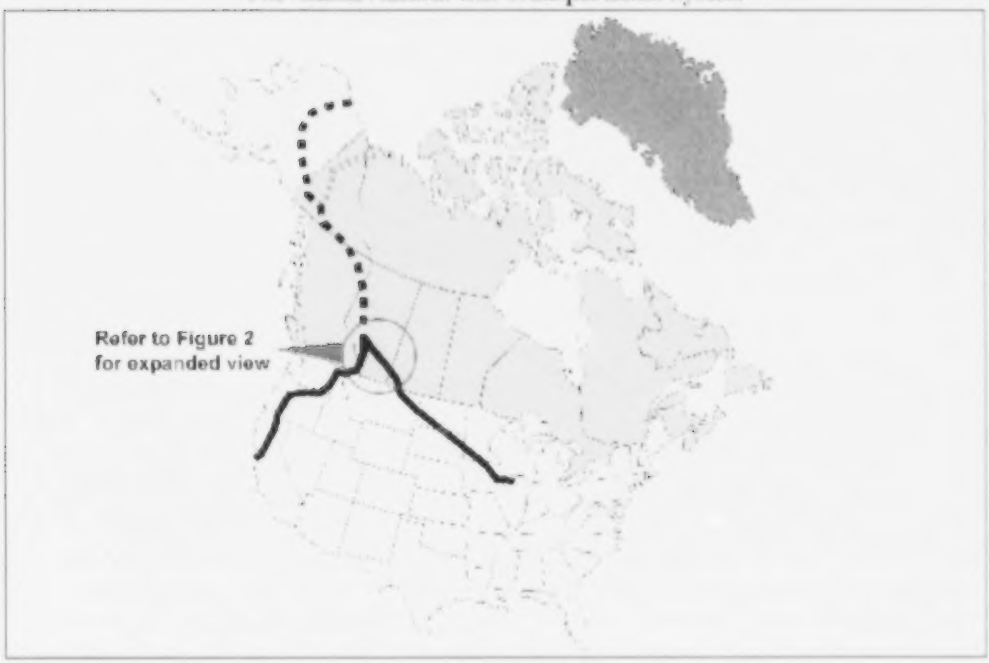
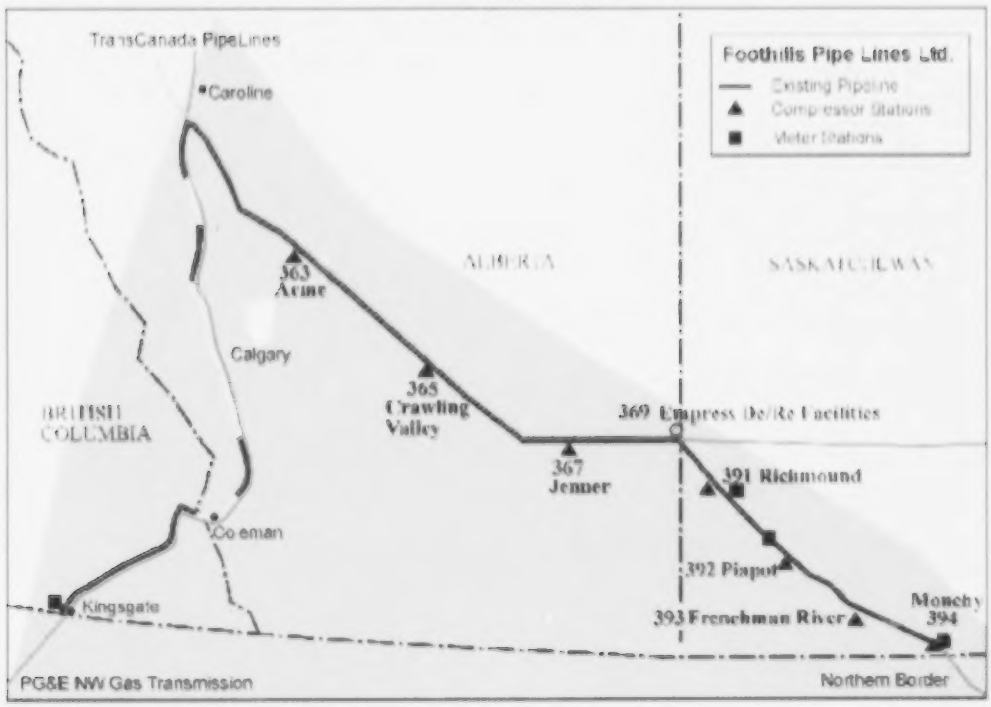


Figure 2:
The Foothills Prebuild



Appendix D: Other Information

A. Contacts for Further Information

Northern Pipeline Agency
615 Booth Street,
Ottawa, Ontario K1A 0E9
Telephone: (613) 995-1150
Fax: (613) 996-5354

B. Legislation and Associated Regulations Administered Acts

Northern Pipeline Act RSC 1977-78, c. 20,s.1

C. Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions (1980-1981)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Province of Alberta (Order NP-MO-1-80 dated 12 June 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for Southern British Columbia (Order NP-MO-2-80 dated 12 June 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Swift River Portion of the Pipeline in the Province of British Columbia (Order NP-MO-11-80 dated 29 August 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for Northern British Columbia (Order NP-MO-12-80 dated 29 August 1980)

Northern Pipeline Socio-Economic and Environmental Terms and Conditions for the Province of Saskatchewan (Order NP-MO-13-80 dated 29 August 1980)

Regulations

National Energy Board Cost Recovery Regulations SOR/91-7

Listing of Statutory and Departmental Reports

2002 Annual Report

BUDGET DES DÉPENSES

Administration du pipe-line du Nord Canada

Rapport sur le rendement

Pour la période se terminant
le 31 mars 2004

Canada

Les documents budgétaires

Chaque année, le gouvernement établit son Budget des dépenses, qui présente l'information à l'appui des autorisations de dépenser demandées au Parlement pour l'affectation des fonds publics. Ces demandes d'autorisations sont présentées officiellement au moyen d'un projet de loi de crédits déposé au Parlement.

Le Budget des dépenses du gouvernement du Canada est divisé en plusieurs parties. Commençant par un aperçu des dépenses totales du gouvernement dans la Partie I, les documents deviennent de plus en plus détaillés. Dans la Partie II, les dépenses sont décrites selon les ministères, les organismes et les programmes. Cette partie renferme aussi le libellé proposé des conditions qui s'appliquent aux pouvoirs de dépenser qu'on demande au Parlement d'accorder.

Le *Rapport sur les plans et les priorités* fournit des détails supplémentaires sur chacun des ministères ainsi que sur leurs programmes qui sont principalement axés sur une planification plus stratégique et les renseignements sur les résultats escomptés.

Le Rapport sur le rendement met l'accent sur la responsabilisation basée sur les résultats en indiquant les réalisations en fonction des prévisions de rendement et les engagements à l'endroit des résultats qui sont exposés dans le *Rapport sur les plans et les priorités*.

Le Budget des dépenses, de même que le budget du ministre des Finances, sont le reflet de la planification budgétaire annuelle de l'État et de ses priorités en matière d'affectation des ressources. Ces documents, auxquels viennent s'ajouter par la suite les Comptes publics et les rapports ministériels sur le rendement, aident le Parlement à s'assurer que le gouvernement est dûment comptable de l'affectation et de la gestion des fonds publics.

©Ministre des Travaux publics et Services gouvernementaux Canada — 2004

Ce document est disponible en médias substituts sur demande.

Ce document est disponible sur le site Web du SCT à l'adresse suivante : www.tbs-sct.gc.ca.

En vente au Canada chez votre libraire local ou par la poste auprès des
Éditions du gouvernement du Canada – TPSGC
Ottawa, Canada K1A 0S9

No de catalogue BT31-4/56-2004
ISBN 0-660-62661-6

Avant-propos

Au printemps 2000, la présidente du Conseil du Trésor a déposé au Parlement le document intitulé *Des résultats pour les Canadiens et les Canadiennes : Un cadre de gestion pour le gouvernement du Canada*. Ce document expose clairement les mesures qu'entend prendre le gouvernement pour améliorer et moderniser les pratiques de gestion des ministères et organismes fédéraux.

L'approche utilisée par le gouvernement pour offrir ses programmes et services aux Canadiens et aux Canadiennes se fonde sur quatre engagements clés en matière de gestion. Tout d'abord, les ministères et les organismes doivent reconnaître que leur raison d'être est de servir la population canadienne et que tous leurs programmes, services et activités doivent donc être « axés sur les citoyens ». Deuxièmement, le gouvernement du Canada s'engage à gérer ses activités conformément aux valeurs les plus élevées de la fonction publique. Troisièmement, dépenser de façon judicieuse, c'est dépenser avec sagesse dans les secteurs qui importent le plus aux Canadiens et aux Canadiennes. En dernier lieu, le gouvernement du Canada entend mettre l'accent sur les résultats, c'est-à-dire sur les impacts et les effets des programmes.

Les rapports ministériels sur le rendement jouent un rôle de premier plan dans le cycle de planification, de suivi, d'évaluation ainsi que de communication des résultats, par l'entremise des ministres, au Parlement et aux citoyens. Les ministères et les organismes sont invités à rédiger leurs rapports en appliquant les principes pour l'établissement des rapports publics sur le rendement efficaces (voir le *Guide pour la préparation des rapports ministériels sur le rendement 2004* : http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/03-04/guidance/table-of-contents_f.asp). Selon ces derniers, un rapport ne peut être efficace que s'il présente un tableau du rendement qui soit non seulement cohérent et équilibré mais bref et pertinent. Un tel rapport doit insister sur les résultats - soit les avantages dévolus aux Canadiens et aux Canadiennes et à la société canadienne - et il doit refléter ce que l'organisation a pu contribuer à ces résultats. Il doit mettre le rendement du ministère en contexte ainsi que décrire les risques et les défis auxquels le ministère a été exposé en répondant aux attentes sur le rendement. Le rapport doit aussi souligner les réalisations obtenues en partenariat avec d'autres organisations gouvernementales et non-gouvernementales. Et comme il est nécessaire de dépenser judicieusement, il doit exposer les liens qui existent entre les ressources et les résultats. Enfin, un tel rapport ne peut être crédible que si le rendement décrit est corroboré par la méthodologie utilisée et par des données pertinentes.

Par l'intermédiaire des rapports sur le rendement, les ministères et organismes visent à répondre au besoin croissant d'information des parlementaires, des Canadiens et des Canadiennes. Par leurs observations et leurs suggestions, les parlementaires et les autres lecteurs peuvent contribuer grandement à améliorer la qualité de ces rapports. Nous invitons donc tous les lecteurs à évaluer le rapport sur le rendement d'une institution gouvernementale en se fondant sur les principes établis et à lui fournir des commentaires en vue du prochain cycle de planification et de rendement.

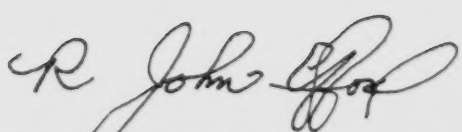
Le présent rapport peut être consulté sur le Site web du Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada à l'adresse suivante : http://www.tbs-sct.gc.ca/rma/dpr/dprf.asp

Les observations ou les questions peuvent être adressées à :
Direction de la gestion axée sur les résultats
Secrétariat du Conseil du Trésor du Canada
L'Esplanade Laurier
Ottawa (Ontario) K1A 0R5
OU à : rma-mrr@tbs-sct.gc.ca

Administration du pipe-line du Nord

Rapport sur le rendement

Pour la période se terminant le 31 mars 2004



L'honorable R. John Efford, CP, député,
Ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord

Table des matières

Partie I : Message du directeur général 1

Partie II : Contexte du fonctionnement de l'Administration 3
2.1 Aperçu de l'Administration 3
2.1.1 Mandat et mission 3
2.1.2 Résultat stratégique 3
2.2 Contexte socio-économique 5
2.2.1 Facteurs externes 5
2.3 Défis 5

Partie III : Analyse du rendement 6
3.1 Rendement des extrants 6
3.2 Rendement financier 6
3.2.1 Aperçu 6
Ressources utilisées – Tableau 7
3.2.2 Coûts fixes et coûts variables 7
3.2.3 Recouvrement des coûts 7
Recouvrement des coûts - Tableau 2 8

Annexe A : Tableaux financiers 9
Tableau 1 : Sommaire des crédits votés 9
Tableau 2 : Comparaison des dépenses totales prévues et des dépenses réelles 10
Tableau 3 : Comparaison historique des dépenses totales prévues et des dépenses réelles 11
Tableau 4 : Recettes non disponibles 11
Tableau 5 : Tarification externe de l'APN 12

Annexe B : Organisation 15
Figure 3 : Organigramme de l'Administration du pipe-line du Nord 15

Annexe C : Historique et chronologie 16
Figure 1 : Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska 18
Figure 2 : Tronçon préalable de Foothills 18

Annexe D : Autres renseignements 19
A. Personnes-ressources à consulter pour obtenir d'autres renseignements 19
B. Lois et règlements d'application 19
C. Modalités socio-économiques et écologiques (1980-1981) 19

Partie I : Message du directeur général

J'ai le plaisir de vous présenter le *Rapport sur le rendement* de l'Administration du pipe-line du Nord.

Créée par la *Loi sur le pipe-line du Nord* (la Loi) en 1978, l'Administration du pipe-line du Nord (l'Administration) est chargée de surveiller la planification et la construction par Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) de la partie canadienne du projet de gazoduc de la route de l'Alaska, également connu sous le nom de Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska (le pipe-line). Le pipe-line a été certifié en 1978 et doit assurer le transport du gaz naturel de l'Alaska et éventuellement du Nord canadien vers les marchés canadien et américain du Sud .

La partie du pipe-line située au sud de Caroline, en Alberta (phase I), a été construite au début des années 1980 et assure actuellement le transport du gaz canadien provenant surtout de la région au sud du 60^{e} parallèle. Les conditions économiques défavorables ont retardé indéfiniment l'achèvement de la partie nord du pipe-line (phase II); c'est pourquoi les activités de l'Administration dans les années 1990 se sont limitées à superviser le prolongement de la partie sud du gazoduc.

Récemment, la perception de débouchés de plus en plus nombreux pour le gaz en Amérique du Nord, jumelée à l'inquiétude suscitée par les limites de l'approvisionnement en gaz provenant de sources traditionnelles et aux prix élevés du gaz naturel, ont ravivé l'intérêt pour le pipe-line en vue de l'acheminement de gaz du Nord vers les marchés. En conséquence, l'Administration a pris des mesures pour respecter les engagements du gouvernement du Canada qui sont formulés dans la Loi et les changements législatifs qui y ont été apportés depuis la certification du gazoduc.

Déclaration de la direction

Je soumets, en vue de son dépôt au Parlement, le Rapport sur le rendement (RMR) de 2003-2004 de

L'ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD CANADA

Le document a été préparé conformément aux principes de présentation de rapport et aux exigences de déclaration énoncées dans le *Guide de préparation des rapports ministériels sur le rendement de 2003-2004*. À ma connaissance, les renseignements donnent un portrait global, juste et transparent du rendement de l'organisation à l'exercice 2003-2004.

Nom : Krishna Sahay
George Anderson

Titre : Directeur général

Date : Sept 7, 2004

Partie II : Contexte du fonctionnement de l'Administration

2.1 Aperçu de l'Administration

2.1.1 Mandat et mission

En 1977, à l'issue d'audiences exhaustives, le Canada et les États-Unis ont conclu l'*Accord sur les principes applicables à un pipe-line pour le transport du gaz naturel du Nord*, qui devait servir de cadre pour la construction et l'exploitation du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska.

En 1978, le Parlement a promulgué la *Loi sur le pipe-line du Nord* pour

- donner effet à l'accord;
- constituer l'Administration du pipe-line du Nord, chargée de superviser la planification et la construction de la partie canadienne du projet, réalisée par Foothills.

Le gouvernement des États-Unis a aussi promulgué une loi de mise en vigueur, l'*Alaska Natural Gas Transportation Act*.

Avant d'entreprendre la construction d'un tronçon quelconque du pipe-line, Foothills doit obtenir de l'Administration une série d'approbations particulières conformément aux dispositions de la Loi et aux conditions établies sous le régime de celle-ci. Ces approbations concernent les aspects socio-économiques et environnementaux, l'établissement du tracé, la conception technique ainsi que d'autres aspects tels qu'une preuve concernant les sources de financement. Le directeur général et le fonctionnaire désigné de l'Administration, le second étant un membre de l'Office national de l'énergie (l'Office), sont investis de pouvoirs d'approbation. Dans certains cas, il faut également obtenir l'approbation de l'Office.

L'Administration surveille également les travaux de construction afin de s'assurer que Foothills se conforme à ses divers engagements et adopte de saines pratiques techniques et environnementales.

2.1.2 Résultat stratégique

Le résultat stratégique que vise l'Administration est décrit ci-dessous. L'Administration cessera d'exister un an après la date à laquelle l'Office donnera la permission de mettre en service le dernier tronçon du pipe-line. L'exploitation du pipe-line est réglementée par l'Office en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Résultat stratégique

Faciliter la planification et la construction de la partie canadienne du gazoduc de la route de l'Alaska, tout en maximisant les avantages sociaux et économiques et en réduisant au minimum les effets négatifs sur le milieu social et sur l'environnement.

Partenaires clés

Les demandes de l'Administration étaient principalement satisfaites grâce à une entente intervenue entre elle et l'Office, prévoyant la prestation de conseils sur les questions financières, administratives et techniques dans des domaines touchant à la sécurité et aux aspects techniques des pipe-lines, à la protection de l'environnement et aux questions socio-économiques. Affaires indiennes et du Nord Canada a suivi l'application de l'entente sur les servitudes abordée à la section 3.2. L'Administration a aussi travaillé en étroite collaboration avec d'autres ministères fédéraux, surtout avec Ressources naturelles Canada et Justice Canada.

Objectifs clés et résultats globaux

Voici les objectifs de la Loi, qui établissent l'Administration et certifient le pipe-line :

- mettre en œuvre l'accord de 1977 conclu entre le Canada et les États-Unis, sur lequel repose le projet, et y donner effet;
- satisfaire, par l'entremise de l'Administration, aux obligations du gouvernement fédéral à l'égard du pipe-line;
- faciliter la planification et la construction rapides et efficaces du pipe-line;
- faciliter les consultations avec les gouvernements des provinces et des territoires que le pipe-line traverse, et assurer une meilleure coordination entre eux;
- maximiser les avantages sociaux et économiques découlant du pipe-line tout en réduisant au minimum les effets négatifs qu'il peut avoir sur le milieu social et sur l'environnement;
- promouvoir les intérêts économiques et énergétiques du Canada et maximiser les avantages industriels connexes en s'assurant de la plus grande participation possible des Canadiens.

Comme on le mentionne dans la partie III, les travaux réalisés pendant la période visée ont été limités aux résultats à cause du manque d'activité de la société que l'Administration réglemente.

Programme, ressources et liens avec les résultats

L'Administration n'avait ni initiative ni programme actif lié au résultat stratégique pendant la période visée. L'Administration a engagé un employé durant la période visée; il avait la responsabilité de répondre aux questions relatives à la Loi suscitées par le regain d'intérêt pour le pipe-line et de s'assurer que l'Administration était prête dans l'éventualité d'une décision de poursuivre les travaux sur le pipe-line.

Pratiques de gestion

L'Administration se base sur les pratiques de gestion mises en place par l'Office, www.neb-one.gc.ca, et sur des dispositions administratives pour maximiser l'efficacité de la gestion financière et de l'information.

2.2 Contexte socio-économique

2.2.1 Facteurs externes

La perspection de débouchés de plus en plus nombreux pour le gaz naturel en Amérique du Nord, jumelée à l'inquiétude suscitée par les limites de l'approvisionnement en gaz provenant de sources traditionnelles et aux prix élevés du gaz, ont ravivé l'intérêt pour le pipe-line en vue de l'acheminement de gaz du Nord vers les marchés. Pour que la construction du pipe-line puisse commencer, l'APN doit vérifier que le système de réglementation canadien est prêt à répondre à toute demande présentée par Foothills Pipe Lines Ltd. au sujet de la reprise du projet. Avant de prendre toute décision de procéder à la construction régie par l'APN, Foothills Pipe Lines Ltd. devra résoudre un certain nombre de problèmes commerciaux. Des faits nouveaux concernant la politique énergétique américaine, comme en témoigne le débat actuel du Congrès américain sur le projet de loi relatif à l'énergie, pourraient également influer sur le moment où Foothills décidera d'entreprendre la construction du pipeline.

2.3 Défis

En 2003-2004, le défi principal pour l'Administration a été de faire des progrès pour se tenir prête dans un climat d'incertitude. En l'absence d'une action entreprise par Foothills ou d'une demande officielle présentée à l'Administration, les réponses aux questions de savoir comment la phase II du pipe-line serait réglementée après un hiatus de 20 ans étaient très spéculatives. La difficulté d'y répondre a été rendue plus difficile pendant la période visée par la nécessité d'utiliser les ressources limitées de l'Administration pour maintenir et accroître la sensibilisation aux obligations établies par la Loi.

À plus long terme, le défi pour l'Administration sera de se tenir prête dans l'éventualité où l'industrie déciderait d'aller de l'avant avec la phase II du pipe-line.

Partie III : Analyse du rendement

Compte tenu du faible niveau de l'activité de l'Administration, il n'y a aucun engagement lié au RPP ni de recommandations des comités parlementaires à mettre en œuvre.

Le 12 décembre 2003, la responsabilité de l'Administration est passée du ministre des Affaires étrangères et du Commerce international au ministre des Ressources naturelles. Le sous-ministre des Ressources naturelles a été nommé directeur général.

3.1 Rendement des extrants

Pour travailler à la réalisation de son résultat stratégique, l'Administration avait pour principale tâche en 2003-2004 de se tenir prête à donner suite aux demandes présentées par Foothills et de veiller à ce que la Loi soit bien administrée. Compte tenu de l'intérêt renouvelé manifesté à l'égard des pipe-lines dans le Nord, l'Administration a été appelée à fournir de l'information au cas où le reste du pipe-line serait réalisé (phase II), y compris un examen des engagements du gouvernement du Canada qui sont énoncés dans la Loi et des changements législatifs qui ont eu lieu depuis que le pipe-line a été certifié.

Les ententes actuellement en place entre l'Office et d'autres ministères continuent de favoriser des gains d'efficacité dans l'administration de la Loi. Une entente sur les servitudes conclue entre le gouvernement du Territoire du Yukon, l'Administration et Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) facilite la collecte des droits de servitude liés aux droits d'accès aux réserves indiennes et aux terres de la Couronne qui ont été accordés à Foothills pour le pipe-line. L'Administration a perçu des droits annuels de 30 400 $ au nom d'AINC, et elle a remis au gouvernement du Territoire du Yukon la part qui lui revient. Ces opérations ne sont pas comprises dans le calcul des coûts recouvrables qui sont présentés dans la section 3.2, Rendement financier.

3.2 Rendement financier

3.2.1 Aperçu

En 2003-2004, le pouvoir de dépenser de l'Administration était de 1 355 000 dollars. Ce montant a été établi en prévision d'une augmentation importante du travail de l'Administration à l'appui d'un niveau élevé d'activité de planification et de construction du pipe-line. Tous les coûts engagés sont recouvrés intégralement auprès de Foothills grâce à un mécanisme de recouvrement que Office administre. L'entreprise résout actuellement ses problèmes commerciaux et a demandé que l'APN clarifie le cadre réglementaire de façon à qu'elle puisse agir rapidement une fois que les questions commerciales seront résolues. Foothills Pipe Lines Ltd. n'a pas encore indiqué officiellement son intention d'exploiter les certificats déjà obtenus, et les dépenses de l'Administration ont été, et de loin, inférieures à ce qui était prévu.

Ressources utilisées – Tableau 1

Administration du pipe-line du Nord	
Dépenses prévues	1 355 000 $
Autorisations totales	1 355 000 $
Dépenses réelles 2003-2004	203 000 $

Le budget de fonctionnement de l'Administration incorpore chaque année la marge de manœuvre nécessaire pour éviter à l'Administration d'avoir à demander des crédits supplémentaires au Parlement dans l'éventualité d'une reprise de l'activité sur le tronçon existant du pipe-line ou de la construction sur le reste du pipe-line. Les dépenses de fonctionnement de l'Administration sont maintenues au minimum, à moins de démarches ou de la présentation d'une demande officielle par Foothills, auquel cas elles peuvent augmenter proportionnellement. Comme on le signale dans le budget des dépenses 2003-2004, une somme avait été prévue au cours de la deuxième moitié de 2003-2004 pour engager du personnel supplémentaire en vue d'une augmentation prévue des activités de Foothills. Cette augmentation n'a pas eu lieu et les fonds n'ont pas été débloqués parce qu'ils n'étaient pas requis.

3.2.2 Coûts fixes et coûts variables

Le budget de fonctionnement de l'Administration comprend des coûts fixes et des coûts variables.

Au nombre des coûts fixes figurent les salaires du personnel de l'APN, l'administration du contrat de tenue à bail par AINC ainsi que le coût de location des locaux à bureaux et du local pour l'entreposage des archives documentaires gérés par Travaux publics et Services gouvernementaux Canada. La nomination d'un directeur et l'intensification des activités de l'Administration en 2003-2004 pour traiter de questions liées à la reprise du projet se sont traduites par un accroissement du niveau des dépenses par rapport aux années précédentes.

Par suite des changements touchant la partie des coûts fixes, les coûts variables de l'Administration qui sont liés au coût des services fournis par l'Office ont augmenté légèrement. Le coût des services administratifs et techniques de l'Office peut varier considérablement en fonction de l'échéancier et de l'ampleur des activités de Foothills.

3.2.3 Recouvrement des coûts

Les dépenses engagées par l'Administration pour l'application de la Loi sont intégralement recouvrables, y compris le coût des services fournis par d'autres ministères et par l'Office.

Conformément au paragraphe 29(1) de la Loi, l'Administration recouvre la totalité de ses coûts, d'après le *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*. Le montant à recouvrer est calculé à partir d'une estimation et rajusté dans les années subséquentes une fois que les frais réels ont fait l'objet d'une vérification. Foothills doit payer l'intégralité des frais recouvrables; la facturation, faite par l'Office au nom de l'Administration, est trimestrielle. Le tableau 2 donne le détail des montants recouvrés et des rajustements.

Recouvrement des coûts - Tableau 2

Comparaison historique des frais recouvrables de l'APN

(en milliers de dollars)

	2001	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
Frais recouvrables estimatifs[2]	259	414	633	1 031	1 021
Frais recouvrables réels	(221)	(355)	(251)[1]	-	-
Rajustement pour l'année à venir	38	59	382	0	0
Frais recouvrables estimatifs	259	414	633	1 031	1 021
Rajustement pour l'année précédente	(59)	(119)	(38)	(59)	(382)
Montant total recouvré	200	295	595	972	639

(1) Selon les données disponibles au 31 juillet 2004. La *Loi sur le pipe-line du Nord* exige que le vérificateur général du Canada procède à une vérification annuelle de l'organisme. Les renseignements ne sont pas disponibles avant la fin des vérifications portant sur l'année civile.

(2) a. Recouvrement des coûts – Le calcul du tableau 2 est établi d'après l'année civile.

b. Les frais recouvrables estimatifs sont déterminés conformément à l'article 6 du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*.

Annexe A : Tableaux financiers

Les tableaux financiers qui suivent donnent un aperçu du rendement financier de l'Administration du pipe-line du Nord en 2002-2003.

Tableau 1 Sommaire des crédits approuvés

Tableau 2 Comparaison des dépenses prévues totales et des dépenses réelles

Tableau 3 Comparaison historique des dépenses prévues totales et des dépenses réelles

Tableau 4 Recettes non disponibles

Tableau 5 Tarification externe de l'APN

Tableau 1
Sommaire des crédits votés

Besoins financiers par autorisation
(en milliers de dollars)

		2003 – 2004			
Crédit	**Admin. du pipe-line du Nord**	**Budget Principal des dépenses**	**Dépenses prévues**	**Autorisations totales**	**Dépenses réelles**
55	Dépenses du programme	1 252	1 252	1 252	188
S	Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	103	103	103	15
	Total APN	1 355	1 355	1 355	203

Tableau 2
Comparaison des dépenses totales prévues et des dépenses réelles

Dépenses prévues de l'Administration par opposition aux dépenses réelles
(en milliers de dollars)

	2003 – 2004			
Admin. du pipe-line du Nord	**Budget principal des dépenses**	**Dépenses prévues**	**Autorisations totales**	**Dépenses réelles**
ETP	6,0	6,0	6,0	1,5
Fonctionnement	1 355	1 355	1 355	203
Immobilisations	-	-	-	-
Subventions et crédits votés	-	-	-	-
Total des dépenses brutes	1 355	1 355	1 355	203
Moins recettes non disponibles	-	-	-	-
Total des dépenses nettes	1 355	1 355	1 355	203
Autres recettes et dépenses				
Recettes non disponibles	(1 355)	(1 379)	(1 379)	(654)
Coût des services fournis par autres ministères[2]	-	24	24	24
Coût net du programme	-	-	-	(427)[3]

[2] Le coût des services fournis par l'Office national de l'énergie est compris dans les dépenses de fonctionnement réelles de l'Administration.
[3] Se reporter à la section 3.2.1.

Tableau 3
Comparaison historique des dépenses totales prévues et des dépenses réelles

Dépenses prévues de l'Administration par opposition aux dépenses réelles
(en milliers de dollars)

			2003 – 2004			
	Réelles 2001-2002	Réelles 2002-200	Budget principal des dépenses	Dépenses prévues	Autorisations totales	Dépenses réelles
Administration Du pipe-line du Nord	256	312	1 355	1 355	1 355	203
Total	256	312	1 355	1 355	1 355	203

Tableau 4
Recettes non disponibles

Recettes non disponibles
(en milliers de dollars)

			2003-2004		
	Réelles 2001-2002	Réelles 2002-2003	Recettes prévues	Autorisations totales	Réelles
Administration du pipe-line du Nord	217	589	1 379	1 379	654
Non prévues	-	-	-	-	-
Total des recettes non disponibles	217	589	1 379	1 379	654
Total des recettes	217	589	1 379	1 379	654

Tableau 5
RMR 2004 – Tarification externe de l'APN

Réglementation de la construction du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska	L'Administration du pipe-line du Nord (APN) surveille la planification et la construction de la partie canadienne du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska.	
Type de droits	Réglementaire	
Autorité qui fixe les droits (p. ex. législative, réglementaire)	Les frais d'utilisation externe de l'APN sont établis conformément à l'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et à l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie.*	
Date de la dernière modification	Voir les modifications de droits de l'exercice 2003-2004 à la section B ci-après.	6 novembre 2002
2003-2004		
Recettes prévues **(en milliers de dollars)**	Réglementaire	1 379
Recettes réelles **(en milliers de dollars)**	Réglementaire	654
Coût total estimatif **(000 $)**	Réglementaire a) Coûts des services fournis par l'APN = 203 b) Coûts des services fournis par d'autres ministères = 24	227
Norme de service	La construction de la phase II du Réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska a été suspendue en raison des conditions défavorables du marché. L'APN a été réduite à une organisation squelettique mais elle se tient prête pour l'éventualité où la phase II du projet de pipe-line serait réactivée. Aucune norme mesurable de service n'a été officiellement élaborée encore.	
Résultats	Voir les notes relatives aux normes de service.	

Année de planification		
Exercice	2004-2005 2005-2006 2006-2007	
Recettes prévues **(en milliers de dollars)**	Sous-total (2004-2005) Sous-total (2005-2006) Sous-total (2006-2007) Total	807,7 584,9 386,6 1 779,2
Coût total estimatif **(en milliers de dollars)**	Sous-total (2004-2005) Sous-total (2005-2006) Sous-total (2006-2007) Total	807,7 584,9 386,6 1 779,2

B: Date de la dernière modification

Les frais recouvrables par l'APN sont déterminés conformément à l'article 24.1 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (ONE)*. Bien que le *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* (le Règlement) ait été modifié le 6 novembre 2002, cela ne change rien au calcul des frais recouvrables par l'APN.

C : Autres renseignements:

1) Recouvrement des coûts et comptabilisation des recettes selon la méthode d'exercice:

Conformément à l'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et au *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*, l'Administration doit recouvrer la totalité de ses frais de fonctionnement annuels auprès des entreprises détentrices de certificats de commodité et de nécessité publiques émis par l'Administration. À l'heure actuelle, Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) est la seule entreprise à détenir un tel certificat. L'APN correspond régulièrement avec Foothills au sujet des niveaux des activités prévues de l'Administration, y compris ses coûts de fonctionnement.

Les crédits alloués au programme de chaque année de planification sont présentés par exercice, tandis que les droits payables au titre du recouvrement, conformément au Règlement, se calculent sur l'année civile et sont facturés tous les trimestres. En outre, les chiffres des recettes prévues sont présentés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les montants des crédits au programme et des recettes prévues ne coïncident donc pas même si l'APN recouvre l'intégralité de ses coûts de fonctionnement.

2) Gestion des différends

En raison du niveau actuel des activités, une politique de gestion des différends, exigence préalable à la mise en œuvre de la politique sur les frais d'utilisation externe, n'a pas encore été élaborée. Toutefois, l'APN a fréquemment consulté Foothills au sujet des changements d'activité et des coûts associés influant sur le recouvrement des coûts. Une politique de gestion des différends sera élaborée pour soutenir des besoins opérationnels accrus.

Annexe B : Organisation

L'Administration du pipe-line du Nord a été désignée comme un ministère aux fins de l'application de la *Loi sur la gestion des finances publiques*. Elle fait rapport au Parlement par l'entremise du ministre du Commerce international, qui assure la gestion et la direction de l'organisme. Elle compte deux cadres supérieurs, soit un directeur général et un directeur. Le directeur général de l'Administration, charge qu'exerce actuellement le sous-ministre du Commerce international, est nommé par le gouverneur en conseil. Un nouveau directeur a été nommé par le gouverneur en conseil au cours de la période visée. Par la suite, le directeur a démissionné, et le poste était vacant à la fin de la période visée.

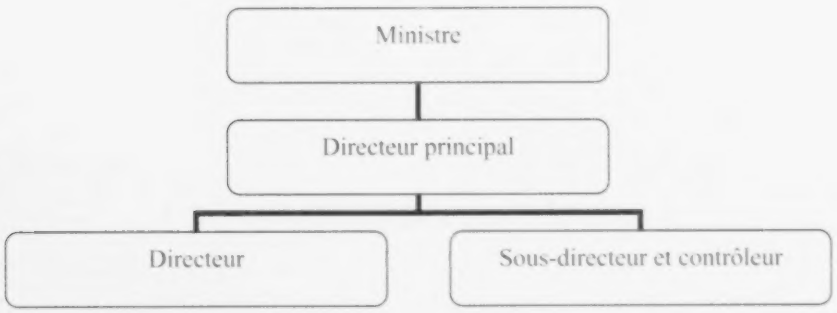
Étant donné le faible niveau d'activité de l'Administration, des dispositions ont été prises pour qu'elle obtienne de l'Office une aide administrative et technique, moyennant recouvrement des frais. En outre, Ressources naturelles Canada lui fournit des conseils en matière d'orientation stratégique. L'Administration compte actuellement un employé à temps plein.

Pour aider davantage le ministre responsable de l'Administration dans l'exécution du mandat de celle-ci, le gouvernement fédéral a créé deux conseils consultatifs dont les membres – Autochtones, gens d'affaires et autres parties intéressées – représentent les collectivités du Nord de la Colombie-Britannique et du Territoire du Yukon. Au cours des années, on a laissé expirer le mandat des membres de ces conseils en raison de la mise en veilleuse de la phase II du projet.

En sa qualité d'employeur distinct, l'Administration observe étroitement les principes de gestion du personnel qui ont cours dans la fonction publique fédérale; elle a mis au point divers systèmes afin d'appliquer des politiques conformes à ses besoins opérationnels.

La figure 3 illustre les liens hiérarchiques entre les principaux agents de l'Administration

Figure 3 : Organigramme Administration du pipe-line du Nord



Annexe C : Historique et chronologie

Les activités de l'Administration sont dictées par l'échéancier et le rythme d'avancement de la construction du pipe-line. Voici en bref la description et la chronologie du projet.

Il s'agit du projet pipelinier le plus important jamais entrepris en Amérique du Nord : sa canalisation principale à grand diamètre s'étendra sur un tracé de quelque 7 700 kilomètres (4 800 milles), dont environ 42 % se trouvera au Canada. Le tracé qu'empruntera le gazoduc au Canada et aux États-Unis est présenté à la figure 1. Une fois qu'il sera pleinement opérationnel, le pipe-line devrait pouvoir transporter initialement 68 millions de mètres cubes (2,4 milliards de pieds cubes) par jour de gaz en provenance de l'Alaska, et cette capacité pourra être accrue sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises. Tel qu'il est conçu, le réseau pourrait également recevoir et acheminer 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) par jour de gaz du Nord canadien, grâce à un gazoduc de raccordement provenant de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Dès 1977, la construction préalable des tronçons sud du pipe-line était considérée comme un avantage, car elle offrirait aux producteurs canadiens de gaz naturel de nouvelles possibilités d'exportation et comblerait des besoins d'approvisionnement pressants aux États-Unis. Le tronçon préalable, qui constituait la première phase du projet, comprenait un tronçon ouest, destiné à acheminer le gaz canadien jusqu'aux marchés de la Californie et des États du Nord-Ouest, et un tronçon est, destiné à desservir principalement le marché du Midwest des États-Unis. On croyait alors que la deuxième phase du projet, englobant les parties nord et les tronçons non encore construits dans la partie méridionale du Canada et les 48 États du Sud, serait achevée dans un avenir assez rapproché.

La construction du tronçon préalable s'est déroulée comme prévu, et le gaz canadien a commencé à circuler dans le réseau en 1981-1982. L'Administration, dont le niveau d'activité avait atteint un sommet lors de la construction de ce tronçon, comptait alors un effectif de plus de 100 employés.

En 1982, à peu près à la même époque où s'achevait la construction du tronçon préalable, la détérioration du marché a incité les promoteurs du pipe-line à mettre en veilleuse la phase II du projet. Un jeu de circonstances avait provoqué cette conjoncture défavorable, notamment :

- la chute de la demande de gaz naturel, causée par la récession économique et les mesures d'économie d'énergie;
- l'accroissement de l'approvisionnement américain, stimulé par la hausse du prix à la tête du puits;
- la perspective de coûts de construction plus élevés, à cause de l'inflation et de la montée des taux d'intérêt;

On croyait à l'origine que le projet ne serait remis que pour deux ans environ, mais la phase II du pipe-line est restée en plan jusqu'à ce jour. Vers le milieu des années 1980, l'Administration a réduit son effectif, ne conservant qu'un noyau d'employés. Des ententes ont été conclues, grâce auxquelles l'Administration fait appel en grande partie aux services de l'Office pour s'acquitter de ses tâches administratives et techniques, et à Ressources naturelles Canada pour obtenir des conseils en matière d'orientation stratégique.

Depuis 1988, on a procédé à cinq séries de travaux d'agrandissement visant à accroître la capacité du réseau ou à améliorer sa fiabilité. Le plus important de ces travaux comprenait (i) l'ajout de deux nouvelles stations de compression sur le tronçon est, en Alberta, et d'une autre station de compression et d'un compresseur supplémentaire en Saskatchewan; (ii) l'achèvement de la canalisation principale du tronçon ouest, dans le Sud-Est de la C.-B.; (iii) d'autres travaux d'agrandissement du tronçon est en 1998.

La capacité du tronçon préalable continue à se rapprocher des 102 millions de mètres cubes (3,6 milliards de pieds cubes) de gaz par jour que prévoit l'accord conclu entre le Canada et les États-Unis. Le cinquième et le plus récent projet d'agrandissement, dont les installations sont entrées en service en 1998 a porté la capacité du tronçon préalable à environ 94 millions de mètres cubes (3,3 milliards de pieds cubes) par jour.

Au nom du gouvernement du Canada, l'Administration coordonne la mise en œuvre de l'accord conclu avec les États-Unis en 1980, concernant l'acquisition de certaines pièces désignées telles que compresseurs et tubes de grand diamètre, vannes et raccords pour la construction du pipe-line. L'accord prévoit que les fournisseurs canadiens et américains ont la possibilité de soumissionner sur des bases généralement concurrentielles. Le Canada a suspendu la mise en œuvre de l'accord pour le dernier projet d'agrandissement de Foothills, à cause du manque de réciprocité de la part des États-Unis.

Figure 1
Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska

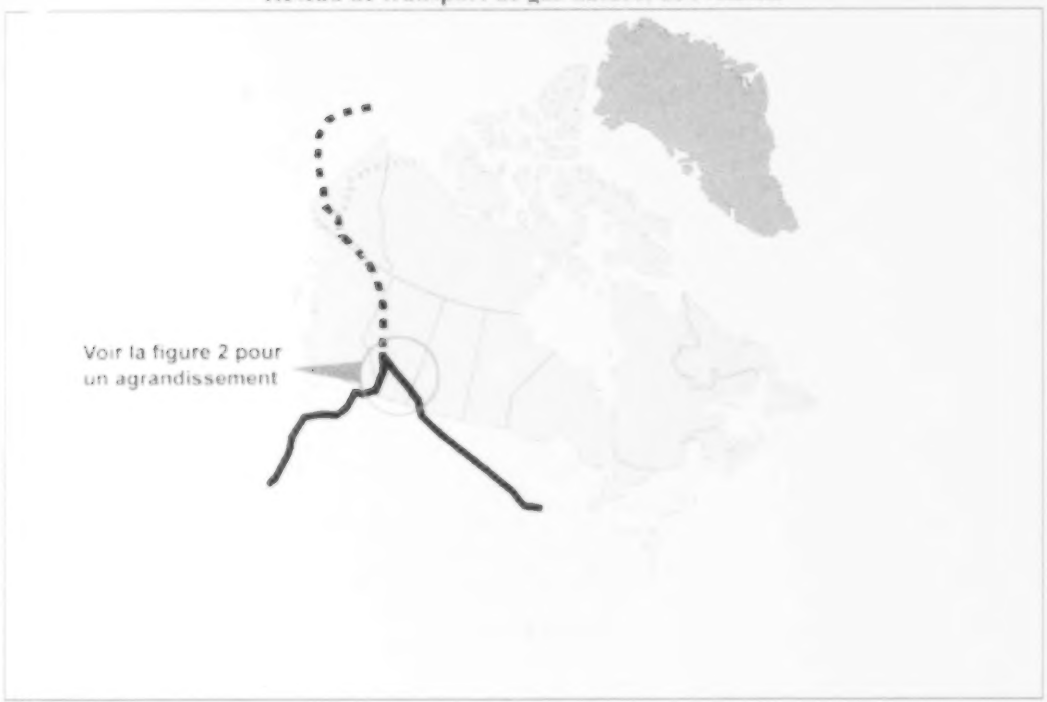
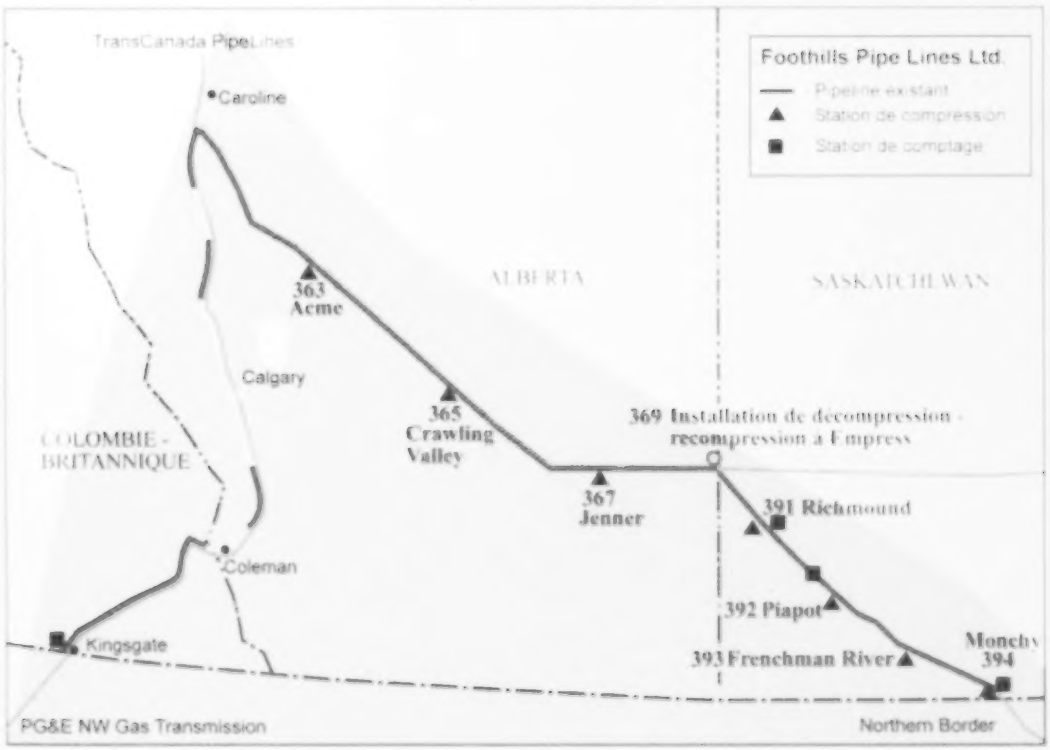


Figure 2
Le tronçon préalable de Foothills



Annexe D : Autres renseignements

A. Pour obtenir plus de renseignements :
Administration du pipe-line du Nord
615, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E9
Téléphone : (613) 995-1150
Télécopieur : (613) 996-5354

B. Lois et règlements d'application
Loi sur le pipe-line du Nord L.R.C. 1977-1978, ch. 20, art.1

C. Modalités socio-économiques et écologiques (1980-1981)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta (Décret NP-MO-1-80 daté du 12 juin 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique (Décret NP-MO-2-80 daté du 12 juin 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique (Décret NP-MO-11-80 daté du 29 août 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique (Décret NP-MO-12-80 daté du 29 août 1980)

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Saskatchewan (Décret NP-MO-13-80 daté du 29 août 1980)

Lois et règlements d'application
Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie, DORS 91-7

Rapports exigés par la loi et rapports ministériels
Rapport annuel 2002